CANADA-NOVA SCOTIA OFFSHORE OIL & GAS BOARD

ANNUAL REPORT 1988

Canada

Nova Scotia

89-06009/

Table of Contents

The Canada - Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board 3
Message from the Chairman 4
Rights Management and Resource Evaluation 5
Nova Scotia Region - 1988 Lands Returned to Crown 8
Exploration Results 8
Regulation of Offshore Operations 9
Environmental Protection 12
Employment and Industrial Benefits 13
Emergency Equipment and Safety Training 14
Exploration Opportunities 15
Development Prospects 16

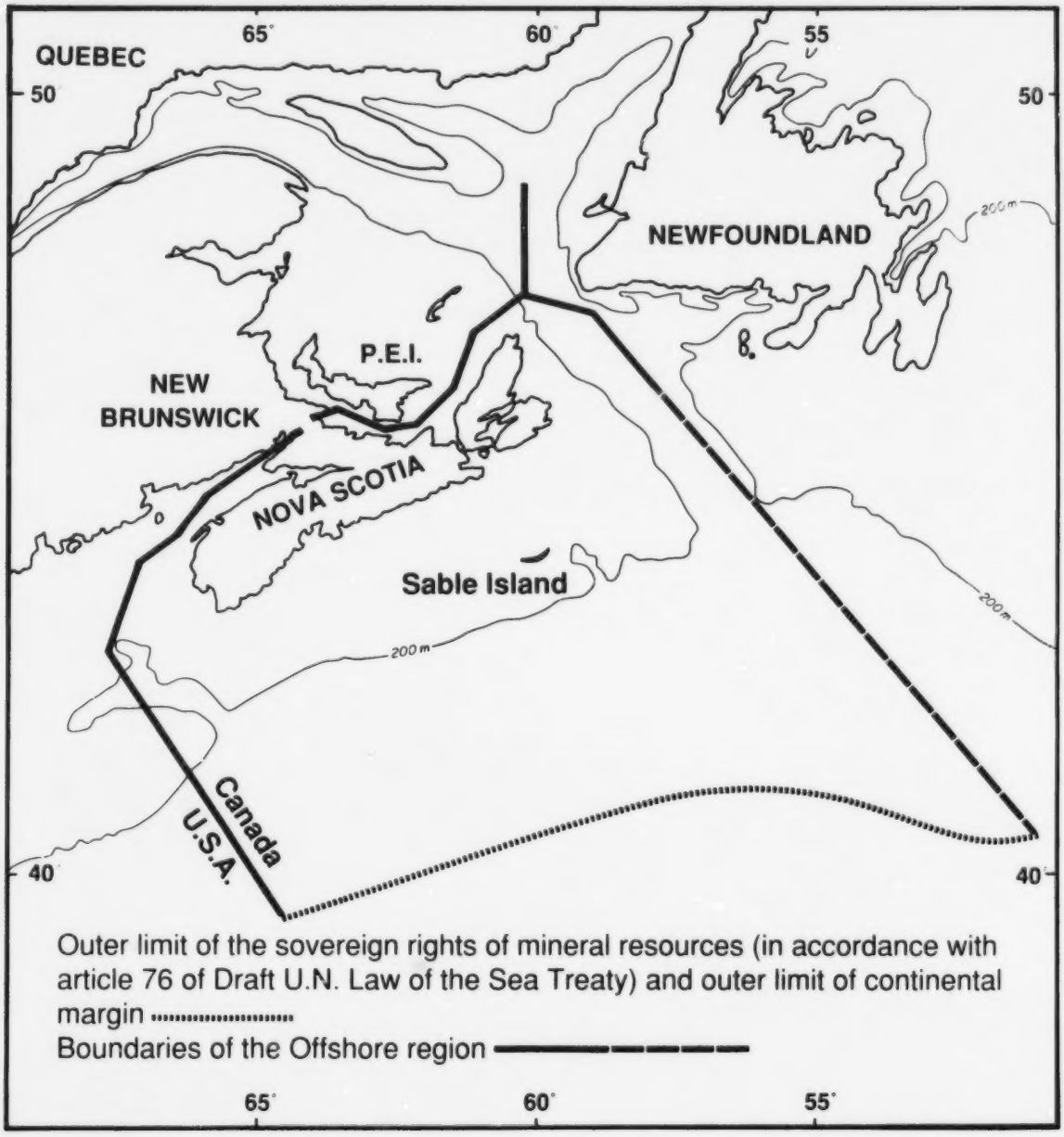
Maps

Area of Offshore Jurisdiction 2
Land Holdings 6-7
Scotian Shelf Discoveries 9

Appendices

1. The Canada-Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board 17
2. Exploration Agreements in Place on December 31, 1988 18
3. Statistical Summary of Highlights 19
4. Discoveries Offshore Nova Scotia 20
5. Wells Active During 1988 21
6. Environmental Studies Research Fund 22

Area of Offshore Jurisdiction



Outer limit of the sovereign rights of mineral resources (in accordance with article 76 of Draft U.N. Law of the Sea Treaty) and outer limit of continental margin .....

Boundaries of the Offshore region ———————

The Canada-Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board

The Canada-Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board. Front Row Left to Right: A.G. Batcup, Provincial Member; M.E. Taschereau, Chairman; J. Clark, Provincial Alternate Member. Back Row Left to Right: D.R. Whelan, Secretary; G.R. Campbell, Federal Member; J.W. Gallagher, Federal Alternate Member; G.R. Yungblut, Advisor; R.H. Bailey, Acting Director General, COGLA Nova Scotia Office. Missing: G.R.M. Anderson, Federal Member; D.T. Tobin, Provincial Member.

The Canada-Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board was created as a result of the *Canada-Nova Scotia Agreement on Offshore Oil and Gas Resource Management and Revenue Sharing* of March 2, 1982. The enabling legislation was proclaimed by Parliament and the Nova Scotia Legislature on July 28, 1984. In addition to the 1984 Agreement Act, the federal and provincial Oil and Gas Acts also give the Board legislative authority over rights management, production rights and royalties . Similarly, the *Oil and Gas Production and Conservation Act* provides the Board with authority to regulate activities and other matters related to hydrocarbon exploration, development and production.

The Board consists of two federal and two provincial appointees, and the chairman who is the Administrator of the Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA). There are also four alternate members, two each from the Government of Nova Scotia and the Government of Canada.

The Board also directs the COGLA Nova Scotia office, which acts as the Board's support staff, and advises the federal and provincial energy ministers on legislative, administrative and regulatory matters concerning oil and gas activity offshore Nova Scotia.

A new Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord, signed on August 26, 1986, replaces the 1982 Agreement and maintains the principle of joint management for the exploration and development of oil and gas resources offshore Nova Scotia. Both the Nova Scotia House of Assembly and Parliament have passed mirror legislation to implement the Accord. When the Acts are proclaimed, a new Board will be established with its own support staff.

This Board will have the responsibility for managing all matters directly related to offshore petroleum resource activity, although certain fundamental Board decisions will be subject to review by the two Ministers. Within the Sable Island 'footprint' and the Bay of Fundy, these fundamental decisions will be approved by the Nova Scotia Minister of Mines and Energy.

Message from the Chairman

It gives me great pleasure to present the 1988 Annual Report of the Canada-Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board.

This past year was a year in which industry continued to rationalize its exploration and development programs within the context of lower world oil prices. The results of this rationalization were reflected in the low level of activity offshore Nova Scotia. One exploratory well was drilled by Mobil Oil Canada Ltd. in 1988 to evaluate the hydrocarbon potential of the South Sable structure, and resulted in a significant discovery of gas and condensate.

However, continuing efforts by a number of companies to maintain their exploration agreements in good standing and to acquire significant discovery status for past exploratory successes illustrate that industry remains confident of eventual development of Nova Scotia's offshore resources.

I am convinced, as a result of the achievements of industry and government during the tenure of the Board, that the offshore will feature prominently in the economic future of both Nova Scotia and Canada. Over the last seven years, the Board presided over perhaps the most productive cycle of exploratory activity on the Scotian Shelf. This activity resulted in discoveries which more than doubled the natural gas reserves and added to the oil reserves of the Nova Scotia offshore. In addition, it generated a large amount of information on the nature of the Scotian Shelf geology. The interpretation of this information will undoubtedly yield exciting new concepts to guide future, productive exploratory activity.

Equally important during this period, were the engineering studies which demonstrated the technical feasibility of developing the offshore gas reserves of the Venture Gas Project fields, and the small oilfields such as Cohasset and Panuke. Moreover, economic analysis demonstrated that natural gas from the Scotian Shelf is, potentially, a highly marketable commodity, particularly in the northeastern United States.

The Governments of Canada and Nova Scotia took steps to refine the oil and gas management regime by creating a legislative framework that will provide a stable regulatory environment for industry to pursue exploration and development activities in the offshore. These refinements are embodied in the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Acts which, when proclaimed, will establish a framework for the joint management and revenue sharing of offshore petroleum resources.

I am confident that the accomplishments of the last seven years have provided a firm foundation which will enable the Nova Scotia offshore industry to meet the challenges of tomorrow.

Rights Management and Resource Evaluation

Federal and Provincial Energy Representatives Discussing Land Issues

The Board advises the federal and provincial energy ministers on matters dealing with the issuance and administration of exploration, development, and production rights offshore Nova Scotia.

In 1988, the Board issued Exploration Agreement (EA) #350 to Canterra. This new agreement, which succeeded EA #270, has a term of three years effective 1 May, 1988 with rental fees due in the second and third years.

The Board designated two closing dates for industry to nominate lands to be included in future Calls for Proposals: March 2 and December 30, 1988. Three parcels of land were nominated in the last Call and will be the subject of a Call for Proposals in 1989.

At year end, industry held 277,511 hectares under fifteen Exploration Agreements. Of the total, 96,249 hectares are protected indefinitely under nineteen declared Significant Discovery Areas (SDAs). The Board is currently reviewing three new SDA applications which were received in 1988. In addition there are 3.4 million hectares in the Georges Bank and the St. Pierre/Miquelon areas where permits have been issued but exploration activity is suspended. In 1988, the federal and provincial governments placed a moratorium on drilling on the Canadian portion of Georges Bank until at least the year 2000. This moratorium, which affects approximately 1.4 million hectares of land held by Dome, Texaco and Chevron, was incorporated into the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Acts. In the St. Pierre/Miquelon Moratorium Area, Mobil, Gulf and Texaco have approximately 1.5 million hectares under permit. This moratorium will remain in effect until an agreement is reached on the location of the Canada/France (St. Pierre and Miquelon) international boundary.

In support of the Board, the COGLA Nova Scotia office continued its comprehensive regional study of the prospectivity of all offshore acreage including Crown lands and lands held by industry. This study of proven and potential hydrocarbon prospects is based on the interpretation of seismic data collected by industry, drilling results and consultation with geologists and geophysicists at the Atlantic Geoscience Centre, COGLA Ottawa and the Nova Scotia Department of Mines and Energy.

In the field of data management, the COGLA Nova Scotia office curates a complete inventory of the geological and geophysical data acquired by the petroleum industry offshore Nova Scotia. A computerized Shotpoint Location System, established in 1987, permits the automated recovery and mapping of geophysical program data. Numerous requests for non-confidential data and permission to sample well materials continued throughout 1988. The most frequent users continue to be government, universities, and local geological contractors.

Land Holdings

As of December 31, 1988

Representatives with EA numbers

Shell
298 299

Mobil
283

Petro-Canada
300

Canterra
350

Bow Valley
235

Well Drilled 1988

☼ Mobil et al
South Sable B-44

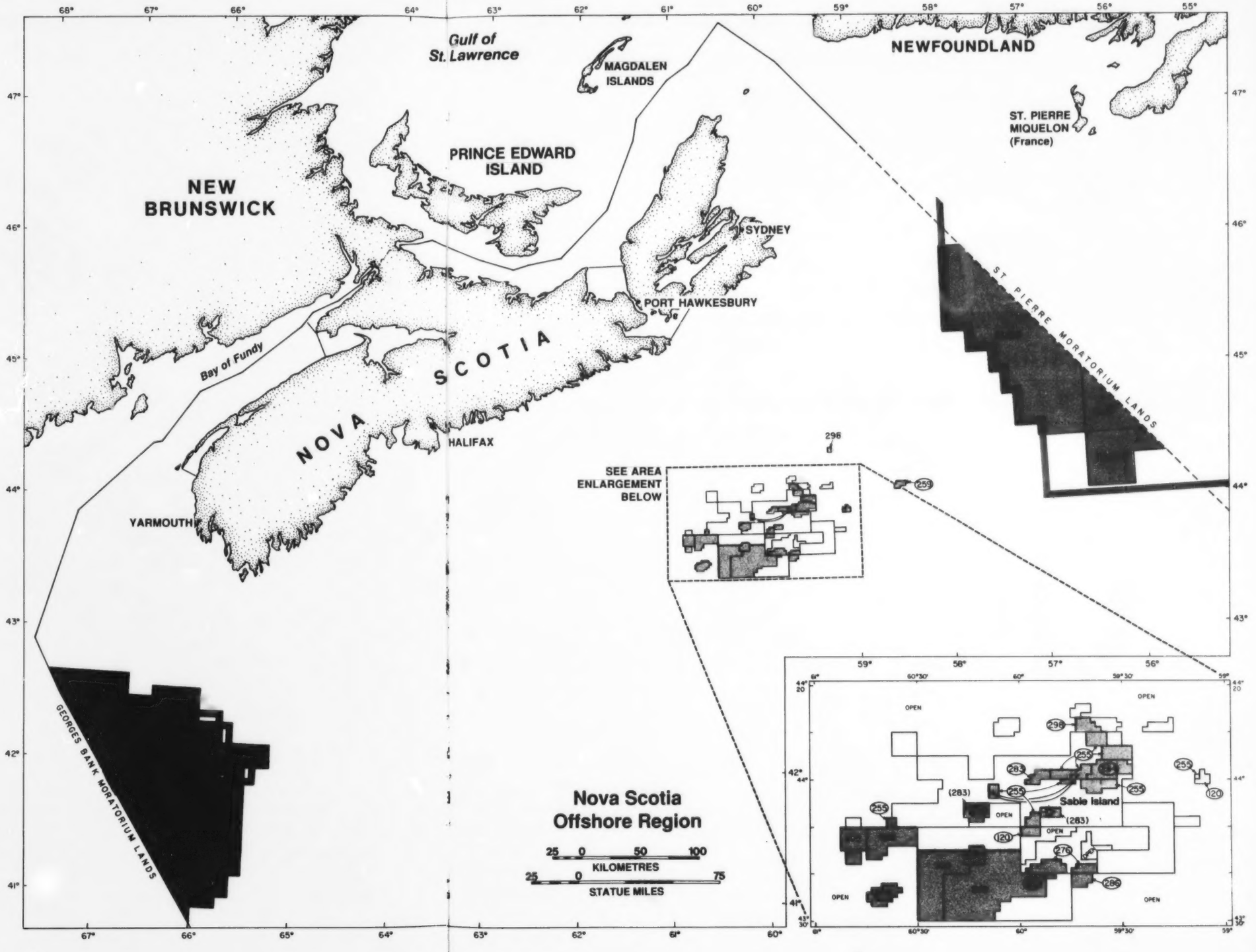
Land Status

■ Active ■ Inactive

❑ Returned to Crown in 1988

Moratorium Land Boundary

Note: Circled numbers indicate declared SDAs.
Bracketed Numbers indicate pending SDAs.



Nova Scotia Region
1988 Lands Returned to Crown

EA	HOLDER	HECTARES	SURRENDER DATE
269	Husky/Bow Valley	90 644	1 May 1988
270	Canterra	36 101	1 May 1988
275	Shell	6 660	Dec. 1988
276	Shell	46 550	29 Jan. 1988
277	Shell	5 589	16 Dec. 1988
283	Mobil	179 699	26 Sept. 1988
298	Shell	12 577	4 Nov. 1988

Total lands returned to Crown - 377 820 hectares

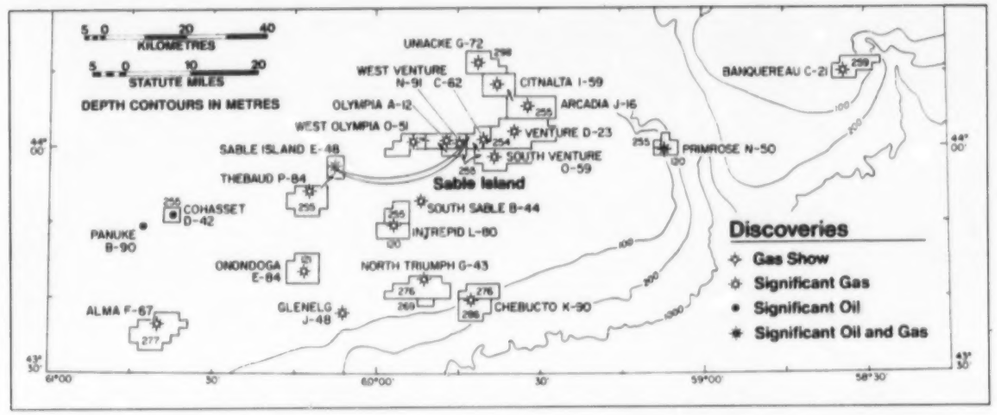
Exploration Results

The fall in global oil prices has resulted in a low level of drilling activity worldwide. During 1988 one exploration well, Mobil et al South Sable B-44, was drilled about 6 km south of Sable Island in an attempt to increase the quantity of proven gas reserves in both normal pressured and over-pressured reservoirs. The well was drilled to a total depth of 5,208 meters, flow tested and abandoned. Mobil reviewed the reservoir parameters and the test results, and announced that the well did not prove sufficient additional reserves of gas to warrant further drilling.

The South Sable prospect is the twenty-second hydrocarbon discovery to be made offshore Nova Scotia (Appendix 4). To date nineteen Significant Discovery Areas, including one in 1988, have been declared. Of the remaining three discoveries, Shell has made application to have Panuke and Glenelg declared significant discovery areas, while Mobil has made a similar application for the South Sable discovery. Mobil has also requested an amendment be made to the Thebaud significant discovery declaration made in 1985.

Under current legislation, the Board may declare a discovery to be 'signficant' if the discovery well demonstrates the existence of hydrocarbons by means of flow testing and if geological and engineering information suggest that the accumulation has potential for sustained hydrocarbon production. Each declaration of a significant discovery includes the name of the discovery well and a description of the aerial extent of the significant discovery area by reference to the sections overlaying the accumulation. The rights to any area covered by a declaration of a signifcant discovery continue indefinitely, although the legislation provides the Minister with the authority to order drilling.

Scotian Shelf Discoveries and Declared SDAs
December 31, 1988



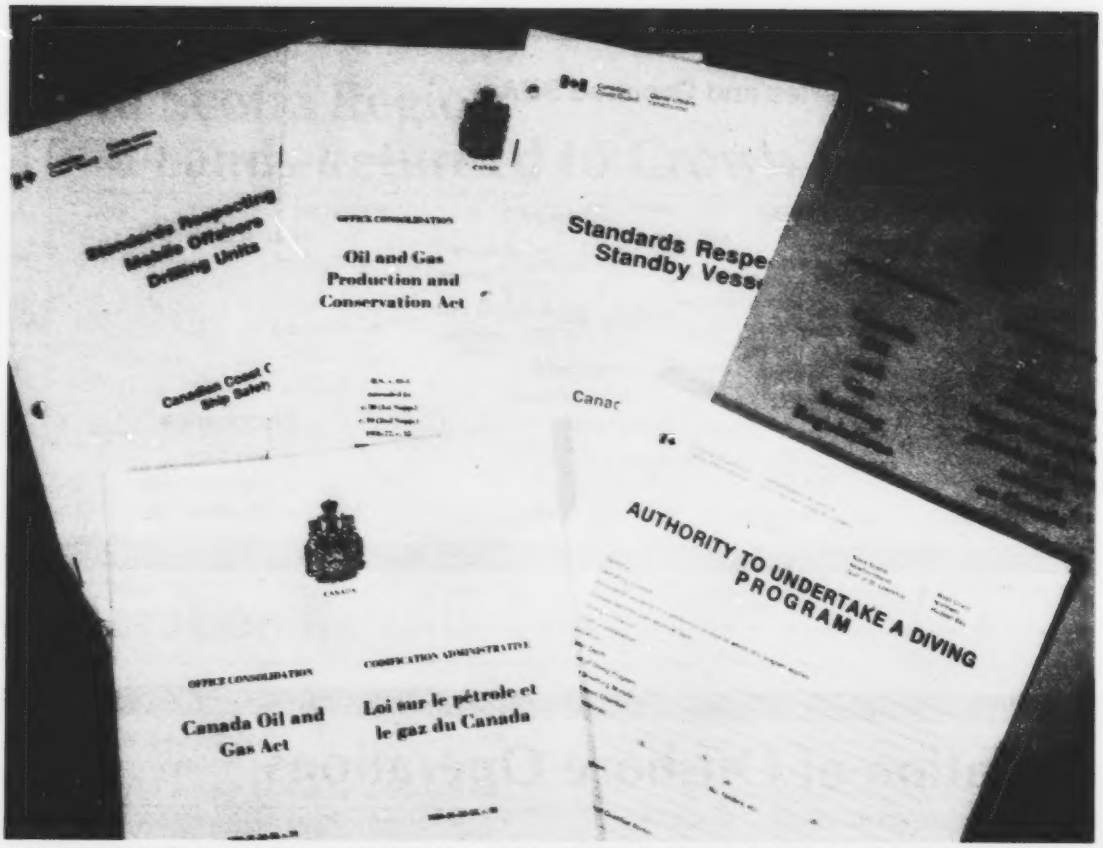
Regulation of Offshore Operations

The COGLA Nova Scotia office, which provides administrative support to the Board, is responsible for ensuring that national safety standards are being observed on all mobile offshore drilling units operating offshore Nova Scotia. This office monitors and conducts inspections of offshore oil and gas resource activities.

Under a memorandum of understanding (MOU) with Labour Canada, COGLA administers legislation designed to promote the safety and health of workers involved in the exploration and development of oil and gas resources on frontier lands. This administration is governed by the Oil and Gas Occupational Safety and Health Regulations promulgated under the *Canada Labour Code*. The Minister of Labour has designated COGLA inspectors and engineers as Safety Officers, and assigned to them the responsibilities for ensuring compliance with the *Canada Labour Code*, and for administering and implementing the Oil and Gas Occupational Safety and Health Regulations. In 1988, a committee comprised of Labour Canada, COGLA and Transport Canada was formed in the Atlantic Region to promote consistency in the interpretation of the *Canada Labour Code*.

The Oil and Gas Occupational Safety and Health (OSH) Regulations, which presently apply to the Nova Scotia offshore, were amended in 1988 to incorporate the Workplace Hazardous Materials Information System (WHMIS). The provisions of this national system require industry to label hazardous materials, supply material safety data sheets, and sponsor hazard awareness programs for the workers. Guidelines for these regulations were drafted to provide operators and employees with the necessary information to implement the regulatory requirements. In order to promote the development of uniform OSH Regulations for the Canadian offshore, staff from the COGLA Nova Scotia office assisted the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board in drafting the Petroleum Occupational Safety and Health Regulations, Offshore Newfoundland.

The staff of the COGLA Nova Scotia office participated in the revision of the Canada Oil and Gas Drilling Regulations. This revision included updating the technical aspects of the regulations to take into account advances in drilling technology since the regulations were first issued in 1979. It also resulted in a decision to separate the offshore and onshore regulations, thereby streamlining the regulatory regime. A draft of the revised


Standards Respecting Mobile Offshore Drilling Units
Oil and Gas Production and Conservation Act
Standards Respe
Standby Vess
AUTHORITY TO UNDERTAKE A DIVING PROGRAM
Canada Oil and Gas Act
Loi sur le pétrole et le gaz du Canada

A Variety of Standards, Regulations, Authorizations and Acts Related to the Administration and Regulation of Offshore Petroleum Activity.

regulations is expected to be ready for comment by industry in 1989. Some 'house-keeping' amendments to the same regulations came into effect in September, 1988. These minor changes were made to achieve consistency with other regulations in force, and to update references to codes and standards pertaining to drilling equipment and procedures.

In 1988 COGLA and the Canadian Coast Guard together formed the Nova Scotia Regional Technical Committee to review technical matters pertaining to standby vessels used in exploration or production programs offshore Nova Scotia. Members will consider any requests from operators to deviate from the Standards Respecting Standby Vessels and any other matter arising from inspection of the vessels. The Regional Committee will consult with the National COGLA/CCG Technical Committee to ensure conformity with national standards.

COGLA Engineer Examining OSH Inspection Kit

Operations

The *Rowan Gorilla I*, a jackup drilling unit, was used by Mobil to drill one well and to complete final abandonment of two suspended wells during 1988. Two other suspended Mobil wells were also abandoned using divers, who operated from the support vessel, *MV Sable Sea*.

During the year, COGLA's Nova Scotia personnel conducted three offshore inspections of the *Rowan Gorilla I* and one diving equipment inspection.

There were two lost time accidents on the drilling unit operating offshore Nova Scotia during 1988. The accident rate for drilling units in 1988 was one accident per 48,894 person-hours worked, compared to an accident-free record during the 133,450 persons-hours worked in 1987. A 'lost time accident' is defined as an accident causing an injury that results in the inability of the injured person to complete the remainder of the shift and the next regularly scheduled shift.

In December, the jack-up drilling unit *Rowan Gorilla I* was under tow from Halifax to the North Sea when it encountered a severe Atlantic storm. The tow line between the rig and the tow vessel parted, and the rig started taking on water shortly after. All of the 27 crew members onboard were evacuated from the drilling unit to a survival capsule. A rescue operation began immediately and within 24 hours all personnel were safely onboard the tow vessel. The rig capsized and sank. This incident occurred approximately 875 km southeast of Halifax. The COGLA Nova Scotia office served to keep both federal and provincial energy authorities abreast of the search and rescue activities and of the ensuing investigation.

COGLA Engineer Reviewing Well Status

Environmental Protection

COGLA staff in the Nova Scotia office are responsible for monitoring the effects of weather and sea state conditions on offshore oil and gas activities, as well as evaluating the potential effects that offshore operations may have on the marine environment.

The offshore and nearshore marine environments are of particular importance to the provincial economy and to the traditional lifestyles of Nova Scotians. In 1982, the federal and provincial governments established an Environmental Coordinating Committee (ECC) to advise the Board on ways and means to protect these environments during offshore exploration and development. The ECC is co-chaired by the COGLA Nova Scotia office and the Nova Scotia Department of Environment and includes representatives from the provincial Departments of Environment, Fisheries, Mines and Energy, and the federal Departments of Environment, Transport, and Fisheries and Oceans.

COGLA Nova Scotia provided advice on the development of a national policy for regulating the discharge of diesel fuel in drilling fluids during exploration for offshore oil and gas. It is expected that this policy will be finalized and released in 1989. The office also continued to advise a national working group that is responsible for developing administrative measures to promote the rapid settlement of damage claims arising from debris or oil spills associated with offshore oil and gas activities.

During 1988, the Governments of Canada and of Nova Scotia placed a moratorium on Georges Bank in response to concerns expressed by the fishing industry about the possible environmental and socio-economic effects of exploratory drilling in that region. The moratorium will continue at least to the year 2000 and contains provisions requiring a public review of these potential effects before the moratorium is lifted. This review will be conducted by a panel appointed by the federal and provincial energy ministers before 1996.

In preparation for this review Texaco continued with a research program that it initiated in 1987 to evaluate potential environmental and socio-economic impacts associated with drilling on Georges Bank, particularly as they relate to the fishery. These studies cover such topics as the distribution of oil discharged from a well following a blowout, the distribution of scallops in future drilling areas, the potential effects of drilling muds and hydrocarbons on scallops, the nature of the oceanographic and meteorological environment, and the value of the Georges Bank fishery. The Bedford Institute of Oceanography also initiated a series of studies designed to examine factors affecting the high biological productivity on Georges Bank. A number of these studies are financially supported through the Federal Panel on Energy Research and Development (PERD).

The Canada-Nova Scotia Board continued to actively support the Environmental Studies Research Fund (ESRF) program. The ESRF exists under the authority of the *Canada Petroleum Resources Act* to finance environmental and social studies, the results of which would contribute to the effective administration of offshore oil and gas activities. The Board reviews the ESRF annual budget for the Nova Scotia offshore area and approves related levy rates prior to their application. With the recent downturn in exploratory activity in much of the frontier region, the scope of this program is currently being re-evaluated to establish priorities that are consistent with this condition. The COGLA Nova Scotia office, on behalf of the Board, is contributing to this review.

Employment and Industrial Benefits

During 1988, industry spent $31.7 million on operations in the Nova Scotia offshore. It is estimated that $18.1 million of this total was spent in Canada, of which $8 million was spent on Nova Scotia products and services. Lease charges on foreign-owned drilling units continue to represent the largest non-Canadian expenditures.

In 1988 offshore activity was confined to a four month period from late April to late August. Mobil and Shell, the two operators offshore Nova Scotia in 1988, reported peak employment at 214 persons, of which 98% were Canadians.

The Government of Nova Scotia, through its Industrial Benefits Office of the Department of Industry, Trade and Technology, complemented the efforts of the COGLA Nova Scotia office in assuring that Canadian and Nova Scotian firms and individuals have full and fair access to opportunities in the industry. The operators individually and collectively, through the auspices of the regional office of the Canadian Petroleum Association, initiate and support programs designed to enhance the competitiveness of local industry and workers. To this end, ongoing debriefing sessions are conducted between government and the local trade associations, particularly the Offshore Trade Association of Nova Scotia (OTANS), and between industry and these associations.

The COGLA Nova Scotia office participated in the Atlantic chapter of the Canadian Market Opportunities Program (CMOP) in 1988. The CMOP is a co-operative undertaking of industry and government and represents the suppliers, buyers, contractors, consultants and associations that make up the petroleum industry. The objectives of the program are to increase the participation of Canadian suppliers in petroleum industry activity and to encourage the development of domestic sources of supply for goods and services not currently provided by Canadians.

The COGLA Nova Scotia office provides the necessary administrative support to the Board for the operation of the Research and Development/Education and Training (R&D/E&T) Program. The Program was established in 1986 pursuant to the *Canada-Nova Scotia Oil and Gas Agreement Act*, and is designed to promote regional industrial efficiency and employment opportunities associated with oil and gas resource activity in the Nova Scotia offshore area. Operators are obligated to make expenditures on R&D/E&T activities at a rate equivalent to $.20 per hectare of land holdings per annum. As a result of surrender and expiration of land holdings, such expenditures declined over previous years. Industry met this year's financial obligations which totalled $95,000. Training programs sponsored by industry include those related to safety, fire fighting, offshore survival and well control. Research programs include collection and interpretation of oceanographic data, and support for university research.

A Drill Bit Used in an Offshore Drilling Program

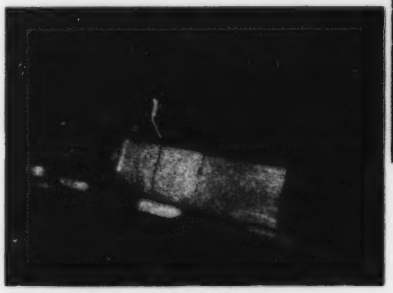
Emergency Equipment and Safety Training

Experience with emergency incidents in the Nova Scotia offshore, and elsewhere in the world, provide opportunities to develop more effective emergency equipment and safety training programs. Today federal and provincial governments continue to work closely with the oil and gas industry to share their experience in an attempt to enhance the safety of those who work in the offshore industry. The Board's commitment to this goal remains a high priority and it strongly promotes and endorses attempts, such as the following, to advance technology, training, research and regulations in this regard.

Helicopter Operations

Survival Systems Limited of Dartmouth, Nova Scotia, began a study in 1988 on various aspects of helicopter operations relating to offshore oil and gas activity. The objective of this study is to review both current operational practices and regulatory requirements, as a basis for developing recommendations to improve helicopter safety. This study is being funded through the Federal Panel on Energy Research and Development (PERD). The final report is expected to be completed by April 1989.

Emergency escape from a ditched helicopter is the subject of another project being funded by PERD. Survival Systems are examining various factors that reduce disorientation and assist evacuation from a downed and flooded helicopter. It will consider factors such as the proximity of passengers to exits, physical references along an escape route, the release mechanisms on doors and windows, and visual aids. A Modular Egress Training Simulator is being used to provide a realistic, yet safe, testing environment.



Survival Systems' Modular Egress Training Simulator

Field Exercise

Mobil conducted a simulated emergency exercise prior to spudding South Sable B-44. The exercise, which was planned and co-ordinated by the Cord Group Limited, was based on a scenario involving a collision between a drilling unit and a merchant ship. It consisted of search and rescue operations involving three SAR helicopters, a SAR Aurora, two Mobil helicopters, and two standby vessels. Central Flight Following and the emergency facilities on Sable Island, which were both re-activated in preparation for Mobil's upcoming drilling program, were part of this exercise and were useful in confirming the effectiveness of communication systems.

Standards for Survival Suit Systems

A joint government/industry committee working with the Canadian General Standards Board has developed standards for three different survival suit systems. The Helicopter Passenger Transportation Suit Standard was published in January 1988. All oil and gas operators had to comply with this standard by July 1988. The marine abandonment immersion suit systems standard and the working suit standard were completed in 1988 and will be published in 1989.

CORD Group's Manikin for Testing Thermal Properties of Survival Suits

Exploration Opportunities

For the first time in over twenty-eight years, lands encompassing the most prospective portion of the Nova Scotia offshore area are available to be nominated for exploration. Drilling to date has confirmed that the Sable Island area holds the bulk of proven offshore oil and gas reserves. Due to a recent expiry and surrender of exploration agreements, several attractive undrilled prospects are now available for inclusion in upcoming land sales.

The Board designated 2 March 1988 and 30 December 1988 as closing dates for industry to nominate those offshore lands that it wishes to have considered in a subsequent Call for Proposals. In order to encourage industry to submit nominations, the Board compiled and distributed an information package to ninety-five Canadian companies and seventy-eight foreign firms. The package contained a compendium of maps, documents and fliers that provided information on the nature of the Nova Scotia offshore hydrocarbon resources and key elements associated with their management.

As a basis for providing such information in a more comprehensive format in the future, the Board has requested that COGLA and the Nova Scotia Department of Mines and Energy prepare a single comprehensive document to replace the information package. This publication will contain a review of the history of exploration in the Nova Scotia offshore, an outline of the geological and geophysical characteristics of the Scotian Basin, a description of the Basin's discovered resources and hydrocarbon potential, an outline of potential exploration opportunities, a summary of development opportunities and markets, and a review of the resource management regime.

This co-operative effort began in late 1988 and the Board anticipates that it will be completed by April 1989, in time for distribution prior to the June 30, 1989 closing date for the next call for nominations of lands from the oil and gas industry.

Development Prospects

Low world oil prices continue to delay any prospective schedule for a petroleum development project offshore Nova Scotia. However, some progress was made in 1988 in establishing the basis for commercial oil and gas production when conditions improve. The following is a summary of significant events in Scotian Shelf petroleum development in the past year.

Gas Development

As noted previously, results from the South Sable B-44 exploratory well did not prove as promising as expected regarding additional reserves for the Venture Development Project. The results, however, do not change the estimated hydrocarbon resources present in the Venture, South Venture and Thebaud fields.

Approximately seventy-five percent of the natural gas reserves (proven and probable) discovered to date offshore Nova Scotia are within a 40 km radius of Sable Island. The concentration of gas reserves in such a relatively small area will facilitate development of these resources. Mobil and Shell, the principal interest owners of the significant gas discoveries found in this area, have had preliminary discussions regarding joint development of these gas resources.

Small Oil Field Development

Various companies continue to study the reservoir characteristics, completion options and production facility choices for the Cohasset and Panuke oil fields. These studies indicate that, given stable oil prices at moderate levels relative to those required for other offshore projects, these small oil fields could be brought into production in under two years by using conventional development techniques.

The Canada-Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board

Appendix 1

Members

M.E. Taschereau (Chairman)
Administrator
Canada Oil and Gas Lands Administration

G.R.M. Anderson
Assistant Deputy Minister
Energy Policy Sector
Energy, Mines and Resources

A.G. Batcup
Director, Energy Resources
N.S. Department of Mines
and Energy

G.R. Campbell
Director General
Resource Evaluation Branch
Canada Oil and Gas Lands Administration

D.T. Tobin
Deputy Minister
Management Board
N.S. Government

D.R. Whelan (Secretary)
Director General
Policy Analysis & Coordination Branch
Canada Oil and Gas Lands Administration

G.R. Yungblut (Advisor)
Director General
Engineering Branch
Canada Oil and Gas Lands Administration

Alternate Members

J. Clarke
Deputy Minister
N.S. Department of Advanced
Education and Job Training

J. W. Gallagher
Director General
Rights Management Branch
Canada Oil and Gas Lands Administration

Vacant Government of Canada

Vacant Government of Nova Scotia

Address:

Canada-Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board
2000 Barrington Street, Suite 102, Cogswell Tower
Halifax, Nova Scotia B3J 3K1

Phone: (902) 426-8570

Telex: 019-23632

Telecopier: (902) 426-5253

Exploration Agreements in Place
on December 31, 1988

Appendix 2

Representative			Terms Required			
	EA #	Location	Area	Term	Expiry Date	Rentals* or Work Program
Shell	120	Scotian Shelf	5 202	-	Indefinite, SDA	
	121	Scotian Shelf	5 595	-	Indefinite, SDA	
	276	Scotian Shelf	10 444	-	Indefinite, SDA	
	277	Scotian Shelf	8 593	-	Indefinite, SDA	
	298	Scotian Shelf	1 472	3	04 Nov. 89	Rental + 1 well prior to Nov 4/88
			4 440	-	Indefinite, SDA	
	299	Scotian Shelf	92 166	3	04 Nov. 89	Rental + 1 well prior to Nov. 4/88
Mobil	254	Venture	10 388	-	Indefinite, SDA	
	255	Sable Island	38 218	-	Indefinite, SDA	
	283	Sable Island	3 348	-	26 Mar. 89, SDA Pending	
			3 710	-	Indefinite, SDA	
Petro Canada	259	Banquereau	4 810	-	Indefinite, SDA	
	300	Scotian Shelf	9 305	6	03 Nov. 92	Rental + 1 well prior to Nov. 3/89.
Husky/ Bow Valley	269	West Chebucto	746	-	Indefinite, SDA	
	286	Chebucto	4 103	-	Indefinite, SDA	
Canterra	350	South Sable	36 211	3	01 May 91	Rental in 2nd & 3rd Year
Bow Valley	235	Georges Bank	38 760	8	23 Nov 90	Terms to be Negotiated

Total Hectares under E.A.'s - 277 511

* Rentals: Year 1 - Nil
Year 2 - $5/ha
Year 3 - $10/ha

Statistical Summary of Highlights
Appendix 3

Year	1984	1985	1986	1987	1988
Exploration Agreements (EAs) Concluded	3	9	8	0	1
Seismic Programs Run[1]	17	14	2	4	1
Kilometres of Seismic Shot	21 587	26 814	613	195	101
Drilling Authorities Issued	11	10	6	3	1
Wells Spudded	14	10	6	3	1
Wells Terminated[2]	13	14	8	3	1
Metres Drilled	71 046	47 064	29 744	9 583	5 208
Rigs Active	10	8	5	2	1
Expenditures by Operators[3] ($ Millions)					
Seismic	23.2	29.2	0.9	0.2	0.2
Drilling	594.7	452.0	176.8	35.3	31.5
Total	617.9	481.2	177.7	35.5	31.7
Discovered Resources					
Gas (billion m^3)	122.6	127.4	150.6	160.9	162.4
Condensate and Oil (million m^3)	16.7	20.0	22.1	22.9	22.9

Note:
1. During 1988 seismic program work consists of a site specific seabed survey on Shell's EA 275.
2. The well terminations in 1988 do not include the final abandonments on four suspended wells.
3. Drilling expenditures in 1988 include the money expended on Mobil's abandonment of four suspended wells.

Discoveries Offshore Nova Scotia

Appendix 4

Name of Well	Latitude Longitude	Drilling Unit	Spudded/ Terminated	Status/ Results	Total Depth (Metres)
Shell Onondaga E-84	43° 43' 16" N 60° 13' 17" W	Sedneth I	01-09-69 11-11-69	P & A Gas	3 988
Mobil-Tetco Sable Island E-48	43° 57' 20" N 60° 07' 24" W	Peter Bawden Rig No. 14	28-05-71 15-10-71	P & A Gas, Oil & Condensate	3 603
Shell Primrose N-50	43° 59' 48" N 59° 06' 52" W	Sedco H	14-03-72 21-04-72	P & A Gas, Oil & Condensate	1 714
Mobil-Tetco Thebaud P-84	43° 53' 60" N 60° 12' 19" W	Sedco H	08-07-72 13-10-72	P & A Gas & Condensate	4 115
Mobil-Tetco Cohasset D-42	43° 51' 07" N 60° 37' 14" W	Sedco J	27-04-73 16-07-73	P & A* Oil	4 427
Mobil-Tetco-Texaco Citnalta I-59	44° 08' 43" N 59° 37' 32" W	Sedco J	04-02-74 29-04-74	P & A* Gas & Condensate	4 575
Texaco-Shell Intrepid L-80	43° 49' 36" N 59° 56' 44" W	Sedco J	18-05-74 15-08-74	P & A Gas & Condensate	4 162
Mobil Tetco Pex Venture D-23	44° 02' 15" N 59° 34' 25" W	Gulftide	28-11-78 16-06-79	P & S Gas & Condensate	4 945
Petro-Canada et al Banquereau C-21	44° 01' 08" N 58° 34' 00" W	Bow Drill I	02-12-81 01-08-82	P & A Gas & Condensate	4 991
Mobil-Texaco Pex Olympia A-12	44° 01' 03" N 59° 46' 44" W	Zapata Scotian	23-04-82 10-01-83	P & A* Gas & Condensate	6 064
Mobil-Texaco Pex South Venture O-59	43° 58' 53" N 59° 38' 08" W	Rowan Juneau	29-04-82 03-01-83	P & S Gas & Condensate	6 176
Mobil et al Arcadia J-16	44° 05' 44" N 59° 31' 58" W	Zapata Scotian	27-01-83 19-07-83	P & A* Gas & Condensate	6 005
Shell Petro-Canada et al Glenelg J-48	43° 37' 39" N 60° 06' 25" W	Sedco 709	22-02-83 07-11-83	P & A Gas & Condensate	5 253
Shell Petro-Canada et al Uniacke G-72	44° 11' 29" N 59° 41' 10" W	Vinland	09-05-83 04-04-84	P & A Gas & Condensate	5 735
Shell PCI et al Alma F-67	43° 36' 18" N 60° 39' 57" W	Sedco 709	02-12-83 05-07-84	P & A Gas & Condensate	5 054
Husky/Bow Valley et al Chebucto K-90	43° 39' 25" N 59° 42' 44" W	Bow Drill II	06-01-84 03-08-84	P & A Gas & Condensate	5 234
Mobil et al West Venture N-91	44° 00' 46" N 59° 44' 27" W	Zapata Scotian	19-04-84 04-08-85	P & A Gas & Condensate	5 547
Mobil et al West Venture C-62	44° 01' 03" N 59° 40' 01" W	Rowan Juneau	19-05-84 14-03-85	P & A Gas & Condensate	5 522
Mobil et al West Olympia O-51	44° 00' 48" N 59° 53' 04" W	Rowan Gorilla I	23-06-85 09-11-85	P & A Gas & Condensate	4 816
Shell PCI et al North Truimph G-43	43° 42' 19" N 59° 51' 23" W	Sedco 709	26-09-85 31-01-86	P & A Gas & Condensate	4 504
Shell PCI et al Panuke B-90	43° 49' 12" N 60° 42' 35" W	Vinland	06-08-86 23-09-86	P & A Oil	3 425
Mobil et al South Sable B-44	43° 53' 06" N 59° 51' 41" W	Rowan Gorilla I	27-03-88 08-07-88	P & A Gas & Condensate	5 208

* Previously in suspended status, see Appendix 5 for details.

Wells Active During 1988

Appendix 5

EA #	Name of Well	Latitude Longitude	Drilling Unit	Spudded/Re-entered Terminated	Status/ Results	Total Depth (Metres)
NEW WELLS						
283	Mobil et al South Sable B-44	43° 53' 06" N 59° 51' 41" W	Rowan Gorilla I	27-03-88 08-07-88	P & A Gas & Condensate	5 208
OLD WELLS:						
During 1988, Mobil completed final abandonment on four suspended offshore wells.						
255	Mobil Tetco Cohasset D-42	43° 51' 07" N 60° 37' 14" W	Rowan Gorilla I	11-08-88 19-08-88	P & A Oil	4 427
255	Mobil Tetco Texaco Citnalta I-59	44° 08' 43" N 59° 37' 32" W	Rowan Gorilla I	20-08-88 24-08-88	P & A Gas & Condensate	4 575
255	Mobil et al Arcadia J-16	45° 04' 44" N 59° 31' 58" W	*	25-08-88 26-08-88	P & A Gas & Condensate	6 005
255	Mobil Texaco Pex Olympia A-12	44° 01' 03" N 59° 46' 44" W	*	29-08-88 30-08-88	P & A Gas & Condensate	6 064

* NOTE: The latter two abandonment operations were carried out by divers using the support vessel, MV Sable Sea.

P & A - Plugged and Abandoned

Environmental Studies Revolving Fund

1988 Publications Applicable to Nova Scotia Offshore Area

Appendix 6

Number	Title	Author
073	Evaluation of Wave Forecasting Models and Forecast Wind Fields in the Canadian Context	Seaconsult Marine Research
083	Microbial Degradation of Hydrocarbon Mixtures in a Marine Sediment Under Different Temperature Regimes	Nova Scotia Research Foundation Corp.
086	Prototype, Mesoscale Simulator for the Study of Oil Weathering Under Severe Conditions	Institut National de la Recherche Scientifique
087	Planning for Large-Scale Construction Projects: A Socio-Economic Guide for Communities, Industry and Government	Community Resource Services (1984) Ltd.
095	Evaluation of Hovercraft for Dispersant Application	D. F. Dickins Associates Ltd.

L'OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DU PÉTROLE ET DU GAZ OFFSHORE

RAPPORT ANNUEL 1988

Canada

Nova Scotia

Table des Matières

L'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore 3
Message du président 4
Gestion des droits et évaluation des ressources 5
Région de la Nouvelle-Écosse–Terres rétrocédées en 1988 8
Résultats des travaux de prospection 8
Réglementation des travaux extracôtiers 9
Protection de l'environnement 12
Emplois et retombées industrielles 13
Matériel d'urgence et formation en matière de sécurité 14
Perspectives de prospection 15
Perspectives de mise en valeur 16

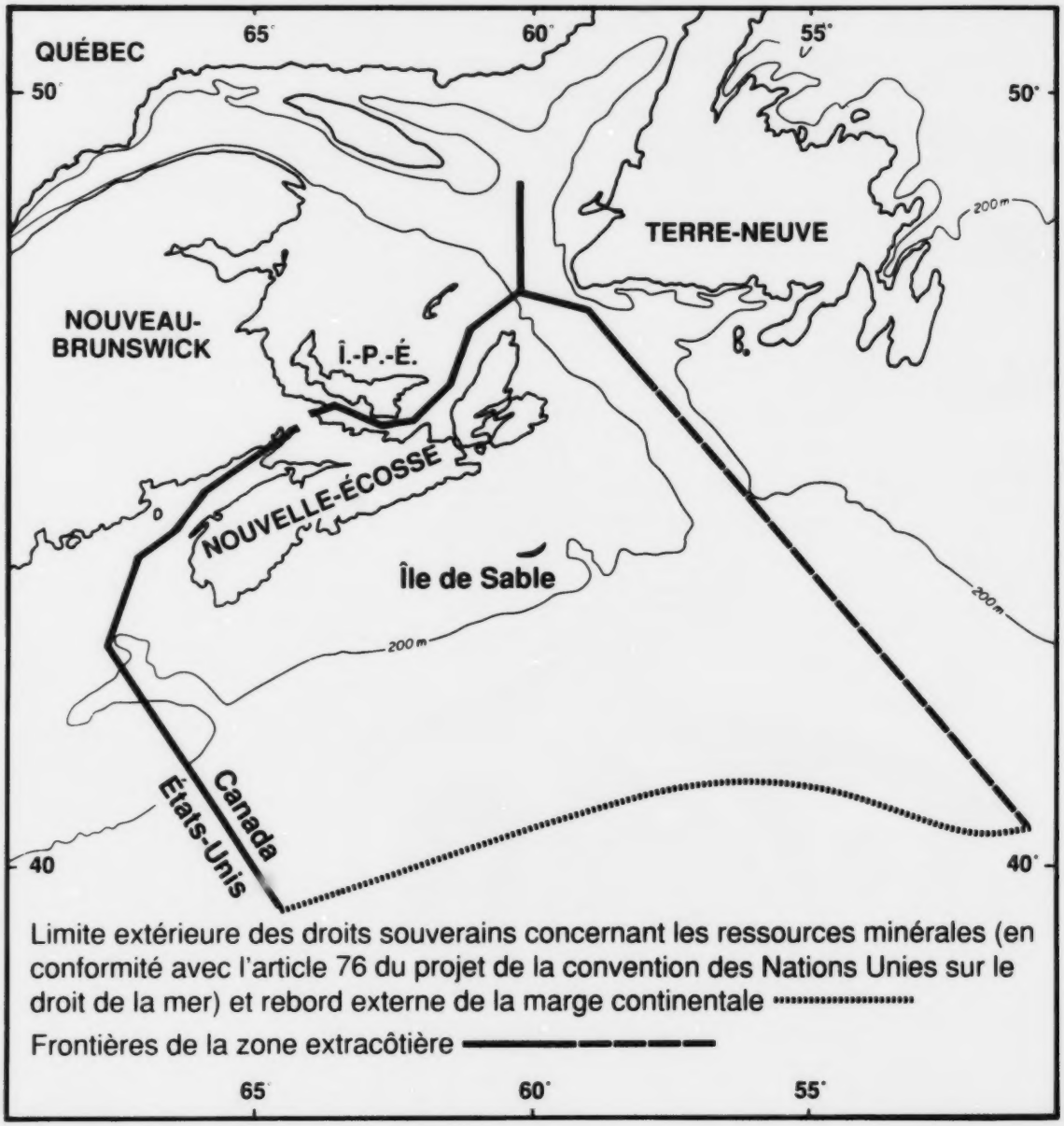
Cartes

Zone extracôtière qui relève de la compétence de l'Office 2
État des parcelles 6-7
Découvertes sur la plate-forme néo-écossaise 9

Annexes

1. L'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore 17
2. Accords d'exploration au 31 décembre 1988 18
3. Bilan statistique sommaire des faits saillants 19
4. Découvertes au large de la Nouvelle-Écosse 20
5. Puits actifs en 1988 21
6. Fonds pour l'étude de l'environnement 22

Zone extracôtière qui relève de la compétence de l'office



L'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore

L'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore. Première rangée de gauche à droite : A.G. Batcup, membre provincial; M.E. Taschereau, président; J.Clark, membre provincial suppléant. Deuxiéme rangée de gauche à droite : D.R. Whelan, secrétaire; G.R. Campbell, membre fédéral; J.W. Gallagher, membre fédéral suppléant; G.R. Yungblut, conseiller; R.H. Bailey, directeur général intérimaire du bureau de l'APGTC en Nouvelle-Écosse. Absents : G.R.M. Anderson, membre fédéral; D.T. Tobin, membre provincial.

L'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore a été créé aux termes de l'*Entente Canada–Nouvelle-Écosse sur la gestion des ressources pétrolières et gazières situées au large des côtes et sur le partage des recettes* qui a été signée le 2 mars 1982. Des lois habilitantes complémentaires ont été promulguées par le gouvernement du Canada et celui de la Nouvelle-Écosse le 28 juillet 1984. L'Office exerce l'autorité sur la gestion des droits, les droits de production et les redevances en vertu des dispositions de la loi de 1984 visant la mise en oeuvre de l'entente et des lois fédérale et provinciale sur le pétrole et le gaz. De la même façon, la *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz* confère à l'Office le pouvoir de réglementer les travaux de prospection, de mise en valeur et de production des hydrocarbures.

L'Office se compose de deux délégués du gouvernement fédéral et deux du gouvernement provincial, ainsi que le président qui est l'Administrateur de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC). En outre, il compte quatre membres suppléants dont deux font partie de la Fonction publique de la province de la Nouvelle-Écosse et deux de la Fonction publique du Canada.

L'Office dirige les travaux de son personnel de soutien qui fait partie du bureau de l'APGTC à Halifax et prodigue des conseils aux ministres fédéral et provincial de l'énergie sur des lois, des règlements et des questions administratives concernant les activités pétrolières et gazières au large de la Nouvelle-Écosse.

Un nouvel accord, l'Accord Canada–Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers, a été signé le 26 août 1986 et remplace l'Entente de 1982. Il maintient le principe de la gestion conjointe des travaux de prospection et de mise en valeur des ressources pétrolières et gazières au large de la Nouvelle-Écosse. L'assemblée législative de la Nouvelle-Écosse et le Parlement ont adopté des lois complémentaires visant la mise en oeuvre de l'Accord. Sur promulgation de ces lois, un nouvel Office sera établi qui aura son propre personnel de soutien.

L'Office sera chargé d'administrer tous les aspects des activités pétrolières et gazières extracôtières, quoique certaines décisions fondamentales seront soumises à l'examen conjoint des deux ministres. Les décisions fondamentales portant sur les activités entreprises dans "l'empreinte" de l'île de Sable et la baie de Fundy seront approuvées par le ministre des Mines et de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse.

Message du président

C'est pour moi un grand plaisir de présenter le Rapport annuel de 1988 de l'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore.

En 1988, devant un cours mondial du pétrole à la baisse, l'industrie a continué de rationaliser ses programmes de prospection et de mise en valeur. Cette rationalisation s'est traduite par un faible niveau d'activités au large de la Nouvelle-Écosse. Mobil Oil Canada Ltd. a foré un puits de prospection au cours de l'année pour évaluer le potentiel en hydrocarbures de la structure South Sable. Les travaux ont donné lieu à une découverte importante de gaz naturel et de condensats.

Un certain nombre d'entreprises ont travaillé à maintenir leurs accords d'exploration en règle et à faire reconnaître comme découvertes importantes certaines découvertes réalisées par le passé. L'industrie se montre donc confiante en l'avenir de la mise en valeur des ressources extracôtières de la Nouvelle-Écosse.

Je suis convaincu que les travaux réalisés par l'industrie et le gouvernement sous les auspices de l'Office porteront la zone extracôtière au premier plan de l'avenir économique de la Nouvelle-Écosse et du Canada. L'Office préside, depuis les sept dernières années, le cycle de prospection peut-être le plus productif sur la plate-forme néo-écossaise. Les travaux ont donné lieu à des découvertes qui ont plus que doublé les réserves de gaz naturel et augmenté les réserves de pétrole de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. En outre, ces activités ont permis d'acquérir un vaste ensemble d'information quant aux caractéristiques géologiques de la plate-forme néo-écossaise. L'interprétation de ces données ouvrira sans doute la voie à la mise au point de nouveaux concepts importants applicables aux futurs travaux de prospection.

Des études techniques menées pendant l'année ont permis de confirmer que la mise en oeuvre des réserves extracôtières du gisement gazéifère Venture et des gisements pétrolifères plus petits tels Cohasset et Panuke est réalisable. En outre, selon des analyses économiques, le gaz naturel de la plate-forme néo-écossaise aurait une bonne valeur marchande, principalement dans le nord-est des États-Unis.

Certaines mesures ont été prises par les gouvernements du Canada et de la Nouvelle-Écosse pour améliorer le régime de gestion des ressources pétrolières et gazières. Ces mesures ont été enchâssées dans les lois de mise en oeuvre de l'Accord Canada–Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers. Elles prévoient la gestion conjointe des ressources en hydrocarbures extracôtiers et le partage des recettes tirées de ces ressources, et devraient créer un milieu de réglementation stable pour la prospection et la mise en valeur dans la zone extracôtière.

J'ai confiance que les travaux réalisés depuis les sept dernières années ont su donner à l'industrie extracôtière de la Nouvelle-Écosse le coup d'envoi pour faire face aux défis à venir.

Gestion des droits et évaluation des ressources

Des représentants des secteurs énergétiques fédéral et provincial étudient des dossiers relatifs à l'octroi des terres.

L'Office conseille les ministres fédéral et provincial de l'énergie au sujet de l'octroi et de l'administration des droits de prospection, de mise en valeur et de production au large de la Nouvelle-Écosse.

En 1988, l'Office a délivré l'accord d'exploration (AE) nº 350 à Canterra. La période de validité de ce nouvel accord, qui succède à l'AE nº 270, est de trois ans à compter du 1er mai 1988. Les loyers doivent être versés pour les deuxième et troisième années.

L'Office a fixé au 2 mars et au 30 décembre 1988 les dates limites pour les demandes d'inclusion de terres dans de futurs appels d'offres. Trois parcelles désignées dans la dernière demande d'inclusion de terres dans un appel d'offres feront l'objet d'un appel d'offres en 1989.

En fin d'année, l'industrie détenait des droits sur 277 511 hectares de terres domaniales, en vertu de quinze accords d'exploration. En outre, 96 249 hectares sont protégés pour une période indéterminée aux termes de dix-neuf périmètres de découverte importante (PDI). L'Office étudie actuellement trois nouvelles demandes de PDI qui lui ont été soumises en 1988. Des permis ont été délivrés à l'égard de 3,4 millions d'hectares dans le banc Georges et la région des îles Saint-Pierre et Miquelon où la prospection est interdite. En 1988, les gouvernements fédéral et provincial ont imposé un moratoire, jusqu'en l'an 2000, sur les travaux de forage sur la partie canadienne du banc Georges. L'interdiction, qui touche des droits détenus par Dome, Texaco et Chevron sur près de 1,4 million d'hectares de terres, a été enchâssée dans les lois de mise en oeuvre de l'Accord Canada–Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers. Dans la région de Saint-Pierre et Miquelon, également frappée d'un moratoire, Mobil, Gulf et Texaco détiennent des droits sur quelque 1,5 million d'hectares aux termes d'accords divers. Ce moratoire doit demeurer en vigueur jusqu'à ce qu'une entente soit conclue quant à l'emplacement de la frontière internationale franco-canadienne (Saint-Pierre et Miquelon).

Pour venir en aide à l'Office, le bureau de l'APGTC en Nouvelle-Écosse a poursuivi son étude régionale d'ensemble sur les zones prometteuses des terres extracôtières, dont les terres de la Couronne et celles détenues par l'industrie. Cette compilation des zones prometteuses connues et éventuelles est fondée sur l'interprétation de données sismiques fournies par l'industrie et de résultats de forage, ainsi que sur des consultations avec des géologues et des géophysiciens du Centre géoscientifique de l'Atlantique, du bureau de l'APGTC à Ottawa et du ministère des Mines et de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse.

Dans le domaine de la gestion des données, le bureau de l'APGTC en Nouvelle-Écosse gère un stock complet de données géologiques et géophysiques acquises par l'industrie pétrolière qui travaille au large de la Nouvelle-Écosse. Un système informatisé de localisation des points de tir a été mis au point en 1987 qui permet le recouvrement et la cartographie automatisés des données recueillies au cours de programmes géophysiques. Les demandes de communication de données publiées et de permission de prendre des échantillons de puits ont continué en 1988. Les utilisateurs les plus fréquents ont été, encore une fois, les gouvernements, les universités et les entrepreneurs locaux.

Terres détenues par les sociétés

Au 31 décembre 1988

Représentants et nos des AE

Shell
298 299

Mobil
283

Petro-Canada
300

Canterra
350

Bow Valley
235

Puits forés en 1988

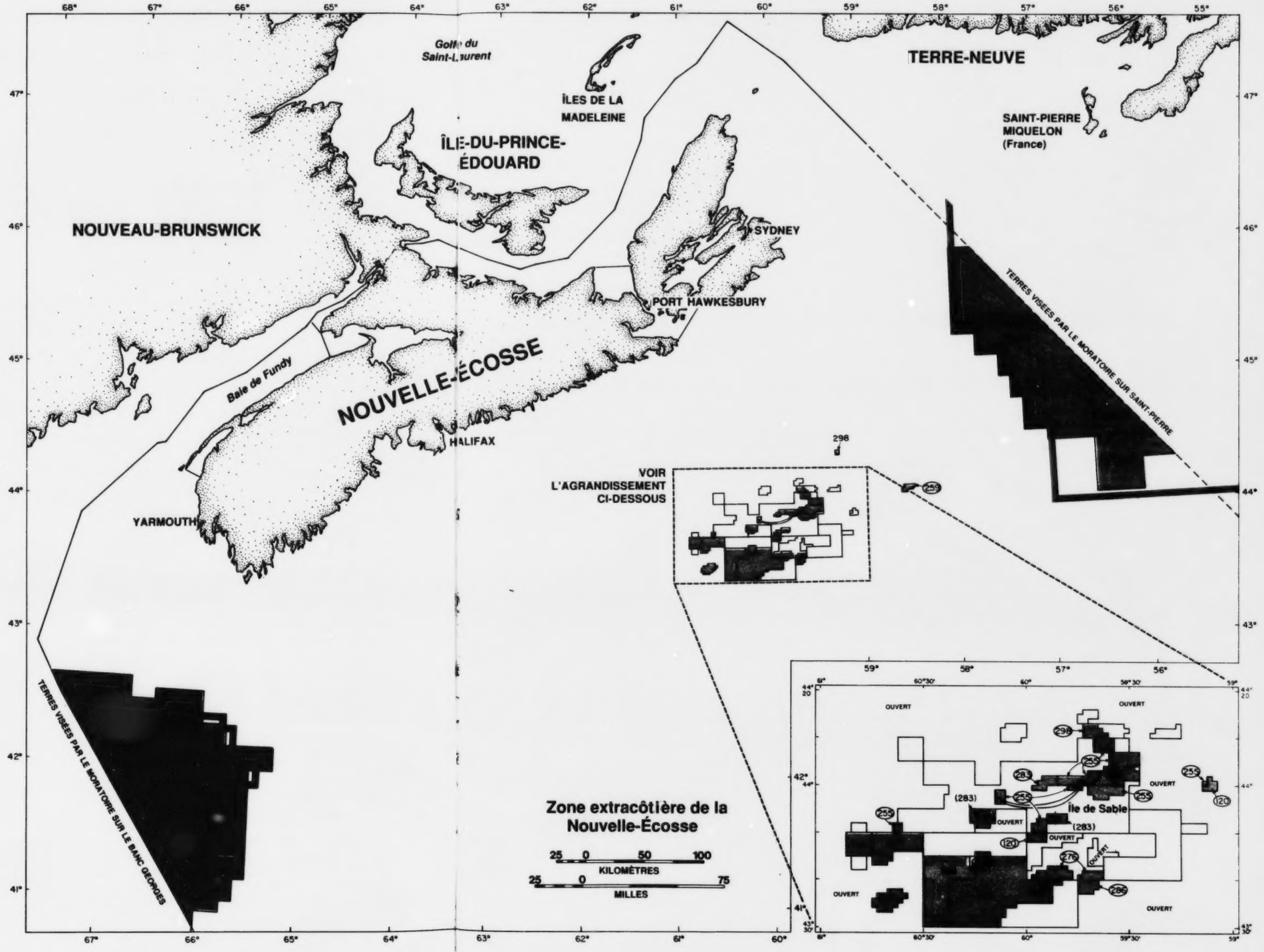
☼ Mobil et al
South Sable B-44

État des parcelles

▩ Actives
■ Inactives
❑ Rétrocédées à la Couronne en 1988

▬ Limites des terres visées par des moratoires

Note: Les chiffres encerclés indiquent les PDI. Les chiffres entre parenthèses indiquent les PDI en suspens.



Région de la Nouvelle-Écosse
Terres rétrocédées à la Couronne en 1988

AE	TITULAIRE	HECTARES	DATE DE RÉTROCESSION
269	Husky/Bow Valley	90 644	1er mai 1988
270	Canterra	36 101	1er mai 1988
275	Shell	6 660	16 déc. 1988
276	Shell	46 550	29 janv. 1988
277	Shell	5 589	16 déc. 1988
283	Mobil	179 699	26 sept. 1988
298	Shell	12 577	4 nov. 1988

Superficie totale des terres rétrocédées - 377 820 hectares

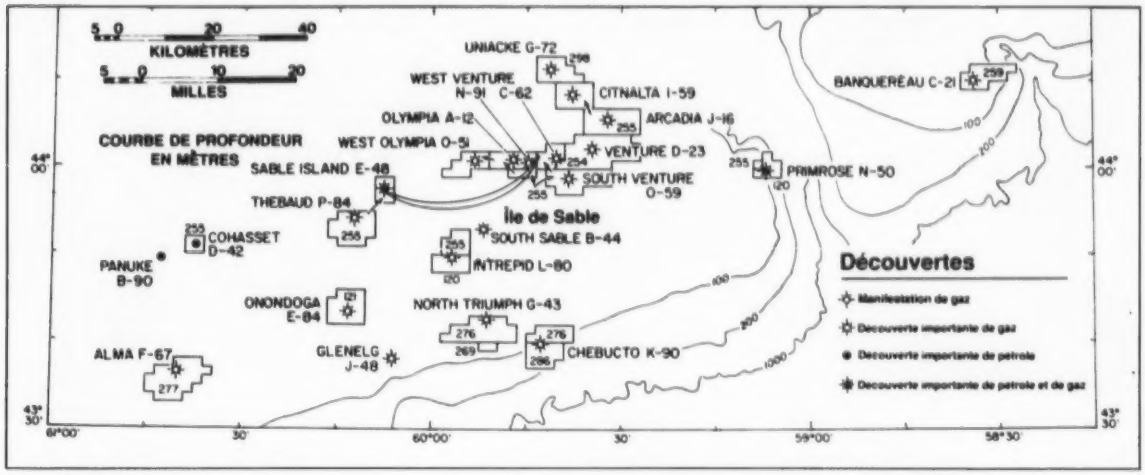
Résultats des travaux de prospection

La chute du cours mondial du pétrole s'est traduite par un ralentissement des activités de forage à l'échelle mondiale. En 1988, le puits de prospection Mobil et al South Sable B-44 a été foré à quelque 6 km au sud de l'île de Sable pour augmenter les réserves de gaz connues dans les réservoirs sous pression normale et ceux en surpression. Le puits a été foré jusqu'à une profondeur totale de 5 208 mètres et a été mis à l'essai avant d'être abandonné. Après avoir étudié les caractéristiques de réservoir et les résultats des essais, Mobil a annoncé que les réserves additionnelles de gaz étaient insuffisantes pour justifier d'autres travaux de forage.

Le gisement South Sable constitue la vingt-deuxième découverte d'hydrocarbures réalisée au large de la Nouvelle-Écosse (Annexe 4). Jusqu'à maintenant, dix-neuf périmètres de découverte importante ont été déclarés, dont un en 1988. Quant aux trois autres découvertés, Shell a demandé que Panuke et Glenelg soient déclarés périmètres de découverte importante, et Mobil en a fait de même pour le gisement South Sable. Mobil a également demandé que soit modifiée l'attestation de découverte importante délivrée en 1985 à l'égard du gisement Thebaud.

Aux termes des lois actuelles, l'Office délivre une attestation de découverte importante si le puits de découverte révèle la présence d'hydrocarbures à la suite des essais aux tiges et si les données géologiques et techniques semblent indiquer que l'accumulation est apte à produire des hydrocarbures en quantité suffisante. L'attestation de découverte importante comprend le nom du puits de découverte et la superficie du périmètre de découverte importante, c'est-à-dire des terres au-dessus de l'accumulation. Les titres sur une région visée par une attestation de découverte importante ont une durée illimitée, quoique la loi confère au ministre le pouvoir d'émettre des arrêtés de forage.

Découvertes sur la plate-forme Scotian et PDI déclarés
au 31 décembre 1988



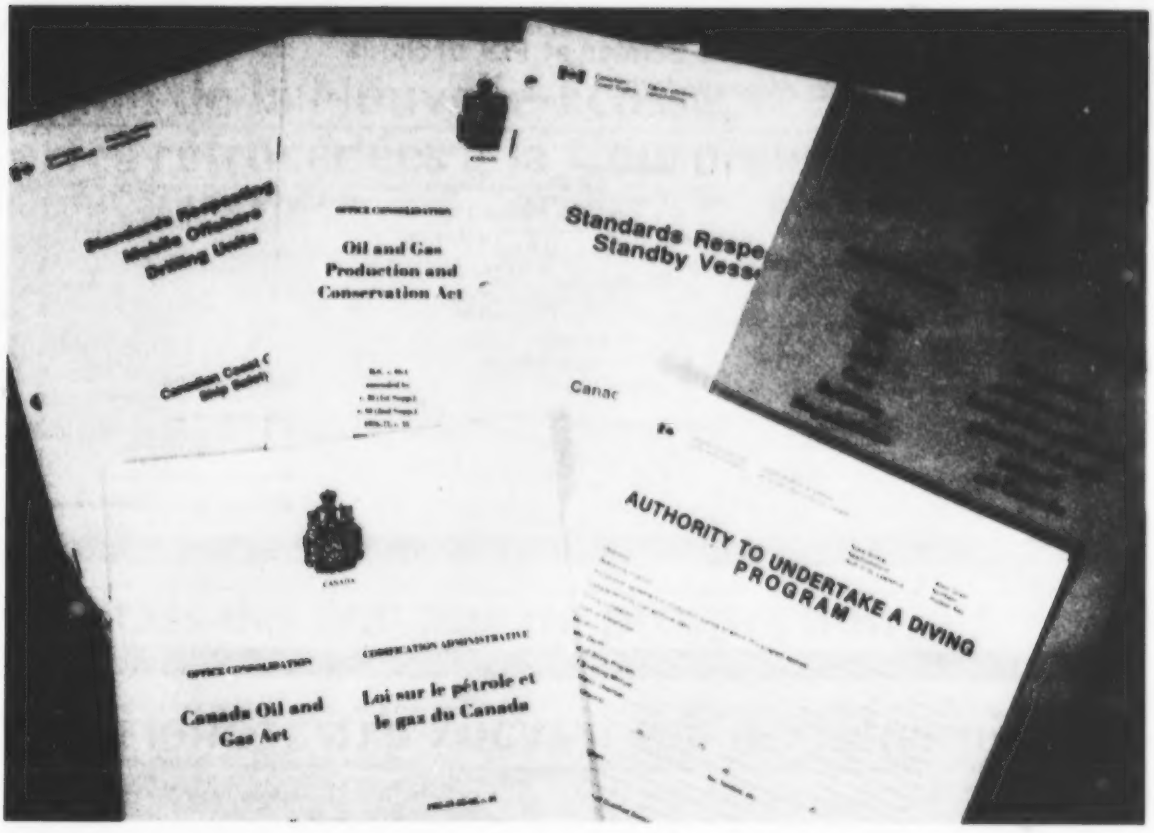
Réglementation des travaux extracôtiers

À titre d'organisme administratif de l'Office, le bureau de l'APGTC en Nouvelle-Écosse veille à ce que les normes nationales en matière de sécurité soient observées sur toutes les unités mobiles de forage en mer qui sont exploitées au large de la Nouvelle-Écosse. Le bureau assure le contrôle des activités liées aux hydrocarbures extracôtiers et inspecte les méthodes d'exploitation.

Aux termes d'un protocole d'entente conclu avec Travail Canada, l'APGTC administre les lois visant à favoriser la santé et la sécurité des travailleurs du secteur de la prospection et de la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières sur les terres domaniales, le tout en conformité avec le Règlement sur l'hygiène et la sécurité professionnelle (pétrole et gaz) qui a été promulgué en vertu du *Code canadien du travail*. Le ministre du Travail a nommé des inspecteurs et des ingénieurs au sein de l'APGTC comme agent de sécurité et les a chargés d'appliquer le *Code canadien du travail* et d'administrer et de mettre en oeuvre le Règlement sur l'hygiène et la sécurité professionnelle (pétrole et gaz). En 1988, un comité composé de Travail Canada, de l'APGTC et de Transport Canada a été formé dans la région de l'Atlantique pour voir à ce que le *Code canadien du travail* soit interprété de façon uniforme.

En 1988, le Règlement sur l'hygiène et la sécurité professionnelle (pétrole et gaz), actuellement en vigueur dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, a été modifié pour que le Système d'information sur les matières dangereuses utilisées au travail (SIMDUT) y soit incorporé. Le SIMDUT prévoit le bon étiquetage des contenants de produits contrôlés, l'obtention de fiches signalétiques sur les matières utilisées et l'éducation et la formation des employés à la grandeur du pays. Des lignes directrices complètent le règlement et fournissent aux exploitants et aux employés l'information nécessaire pour satisfaire aux exigences de la loi. Pour favoriser l'élaboration d'une réglementation uniforme sur la santé et la sécurité au large des côtes canadiennes, le personnel du bureau de l'APGTC en Nouvelle-Écosse s'est joint à l'Office Canada—Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers pour rédiger le règlement sur la santé et la sécurité au travail de la zone extracôtière de Terre-Neuve.

Le personnel du bureau de l'APGTC en Nouvelle-Écosse a participé à la révision du Règlement sur le forage des puits de pétrole et de gaz naturel du Canada, laquelle comprenait une mise à jour technique pour tenir compte des progrès réalisés dans la technique de forage depuis la promulgation du règlement en 1979. On a également décidé de distinguer le règlement en vigueur



L'ensemble des normes, règlements, autorisations et lois régissant l'administration et la réglementation des activités pétrolières et gazières au large des côtes.

sur terre du règlement visant la zone extracôtière, simplifiant ainsi le régime de réglementation. L'ébauche du nouveau règlement sur le forage sera distribuée à l'industrie en 1989 pour fins de commentaires. D'autres modificatifs d'ordre général ont été apportés au même règlement et sont entrés en vigueur en septembre 1988. Ils se voulaient une mise à jour des codes et normes relatifs au matériel et aux méthodes de forage ou visaient à assurer la conformité avec d'autres règlements en vigueur.

En 1988, l'APGTC et la Garde côtière canadienne ont formé le comité technique régional de la Nouvelle-Écosse chargé d'étudier les aspects techniques des navires de sauvegarde utilisés pendant les programmes de prospection et de production au large de la Nouvelle-Écosse. Les membres de ce comité étudient les exemptions aux normes relatives aux navires de sauvegarde ou à d'autres directives liées à l'inspection des navires demandées par les exploitants pour voir s'il est possible de leur accorder des équivalences. Le comité régional doit consulter le comité technique national de l'APGTC et de la GCC pour voir à ce que les normes nationales soient respectées.

Un ingénieur de l'APGTC examine la trousse d'inspection de la santé et la sécurité au travail.

Bilan des travaux

En 1988, Mobil s'est servi de la plate-forme auto-élévatrice *Rowan Gorilla I*, pour forer un puits et terminer les derniers travaux d'abandon à deux puits qui avaient été suspendus. Deux autres puits suspendus par Mobil ont été abandonnés grâce aux services de plongeurs travaillant à partir du navire de soutien Sable Sea.

Pendant l'année, le personnel du bureau de l'APGTC en Nouvelle-Écosse a effectué trois inspections sur l'installation extracôtière *Rowan Gorilla I* et une inspection du matériel de plongée.

Il y a eu deux accidents avec perte de temps à bord de la plate-forme de forage exploitée au large de la Nouvelle-Écosse en 1988. Les chiffres pour 1988 indiquent qu'il y a eu un accident avec perte de temps en 48 894 heures-personnes de travail, comparativement à un bilan d'aucun accident en 133 450 heures-personnes de travail en 1987. Un accident avec perte de temps est défini comme un accident ayant causé une blessure qui empêche le blessé de rester à son poste ou de reprendre son travail au prochain poste inscrit à l'horaire.

En décembre, la plate-forme auto-élévatrice *Rowan Gorilla I* était en remorquage de Halifax à la mer du Nord quand une forte tempête a secoué l'Atlantique. Le câble de remorquage entre la plate-forme et le pousseur a rompu et la plate-forme s'est mise à prendre l'eau quelque temps après. Les 27 membres de l'équipage ont été évacués de la plate-forme par capsule de sauvetage. L'opération de secours a commencé immédiatement et, dans les 24 heures, tout le personnel était en sécurité à bord du pousseur. La plate-forme a chaviré et coulé. L'incident s'est produit à quelque 875 km au sud-est de Halifax. Le bureau de l'APGTC en Nouvelle-Écosse a veillé à ce que les autorités fédérales et provinciales en matière énergétique soient tenues au courant des activités de recherche et sauvetage et de l'enquête qui a suivi.

Un ingénieur de l'APGTC revoit les données relatives à l'état des puits.

Protection de l'environnement

Il incombe au bureau de l'APGTC en Nouvelle-Écosse de surveiller l'impact des conditions atmosphériques et de l'état de la mer sur les activités pétrolières et gazières qui se déroulent au large des côtes, ainsi que les répercussions éventuelles des activités extracôtières sur le milieu marin.

Les environnements marins extracôtiers et littoraux ont une importance particulière pour l'économie de la province et les modes de vie traditionnels des Néo-Écossais. C'est la raison pour laquelle les gouvernements fédéral et provincial ont constitué un Comité de coordination environnemental (CCE) qui conseille l'Office sur les questions environnementales liées aux activités de prospection et de mise en valeur extracôtière. Créé en 1982, le CCE est co-présidé par le bureau de l'APGTC en Nouvelle-Écosse et par le ministère néo-écossais de l'Environnement. Il regroupe des représentants des ministères provinciaux de l'Environnement, des Pêches, et des Mines et de l'Énergie et des ministères fédéraux de l'Environnement, du Transport, et des Pêches et des Océans.

Le bureau de l'APGTC en Nouvelle-Écosse a participé, à titre de conseiller, à l'élaboration d'une politique nationale de réglementation sur la décharge de carburant diesel dans les liquides de forage pendant les activités de prospection pétrolière et gazière extracôtières. La politique devraient être mise au point et publiée en 1989. Le bureau a également continué de prodiguer des conseils au groupe national de travail chargé d'élaborer des mesures administratives pour favoriser le règlement rapide des réclamations en dommages liées aux débris et aux écoulements de pétrole associés aux activités pétrolières et gazières extracôtières.

En 1988, les gouvernements du Canada et de la Nouvelle-Écosse ont imposé un moratoire au banc Georges jusqu'en l'an 2000, en réponse aux inquiétudes soulevées par l'industrie halieutique quant aux répercussions environnementales et socio-économiques du forage exploratoire dans cette région. Un examen public de l'impact éventuel de ces activités devra être mené avant que le moratoire ne soit levé. Cet examen sera dirigé par un comité nommé par les ministres fédéral et provincial de l'Énergie avant 1996.

Dans un même ordre d'idées, Texaco a poursuivi son programme de recherche entamé en 1987 pour évaluer les répercussions environnementales et socio-économiques éventuelles du forage au banc Georges, particulièrement en ce qui concerne l'industrie halieutique de la région. Ces études portent sur des sujets tels la distribution du pétrole déchargé d'un puits à la suite d'une éruption, la distribution des pétoncles dans les futurs emplacements de forage, les impacts éventuels des boues de forage et des hydrocarbures sur les pétoncles, les caractéristiques du milieu océanographique et météorologique, et la valeur de l'industrie halieutique du banc Georges. L'Institut océanographique de Bedford a également lancé une série d'études conçues pour évaluer les facteurs qui influent sur la forte productivité biologique au banc Georges. Un certain nombre de ces études bénéficient de l'appui financier du programme fédéral de recherche et de développement énergétiques (PERD).

L'Office Canada–Nouvelle-Écosse a continué de donné son appui au Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE). Le FEE a été créé aux termes de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* pour financer des études à caractère environnemental et social qui faciliteront l'administration des activités pétrolières et gazières extracôtières. L'Office revoit le budget annuel du FEE affecté aux études dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse et approuve les prélèvements avant qu'ils ne soient perçus. Le programme est actuellement en période de ré-évaluation pour établir les priorités à la lumière de la baisse récente de l'activité sur l'ensemble des terres domaniales. Le bureau de l'APGTC en Nouvelle-Écosse participe à cet examen pour le compte de l'Office.

Emplois et retombées industrielles

En 1988, 31,7 millions de dollars ont été affectés à des travaux au large de la Nouvelle-Écosse. D'après les estimations, 18,1 millions de dollars sont restés au Canada pour des achats intérieurs, 8 millions de dollars ayant été dépensés pour des produits et services fournis en Nouvelle-Écosse. Les frais de location des plate-formes de forage appartenant à des sociétés étrangères représentent la plus grande partie des dépenses faites hors du Canada.

Les activités extracôtières ont été limitées à la période de quatre mois allant d'avril à la fin d'août. Mobil et Shell, les deux exploitants actifs au large de la Nouvelle-Écosse en 1988, ont indiqué qu'ils avaient employé 214 personnes au maximum, dont 98 pour cent étaient Canadiens.

Le gouvernement de la Nouvelle-Écosse, par le biais du bureau des retombées industrielles du ministère de l'Industrie, du Commerce et de la Technologie, a prêté main forte au bureau de l'APGTC en Nouvelle-Écosse pour voir à ce que les entreprises et les travailleurs canadiens et néo-écossais bénéficient pleinement et équitablement des occasions d'emploi au sein de l'industrie pétrolière. Sous les auspices du bureau régional de l'Association pétrolière du Canada, les exploitants, à titre individuel ou collectif, ont lancé et appuyé des programmes conçus pour rendre l'industrie et les travailleurs de la région plus concurrentiels. À cette fin, des pourparlers continuels sont en cours entre le gouvernement et les associations commerciales locales, en particulier l'*Offshore Trade Association of Nova Scotia* (OTANS), d'une part, et l'industrie et ces associations, d'autre part.

Le bureau de l'APGTC en Nouvelle-Écosse a participé à la section du Programme des débouchés commerciaux canadiens (PDCC) de l'Atlantique en 1988. Le PDCC, une initiative du secteur privé et du gouvernement, se fait le porte-parole des fournisseurs, acheteurs, entrepreneurs, experts-conseils et associations qui composent l'industrie pétrolière. Il a pour but d'intensifier la participation des fournisseurs canadiens oeuvrant dans le domaine de l'industrie du pétrole et d'encourager la formation de sociétés canadiennes d'approvisionnement en biens et en services dans des domaines que les Canadiens n'exploitent pas à l'heure actuelle.

Le bureau de l'APGTC en Nouvelle-Écosse fournit les services administratifs nécessaires à l'Office pour qu'il puisse exploiter le programme de recherche-développement/éducation-formation (R-D/É-F). Le programme a été créé en 1986 aux termes de la *Loi sur l'accord entre le Canada et la Nouvelle-Écosse sur la gestion des ressources pétrolières et gazières et sur le partage des recettes* et est destiné à promouvoir l'efficacité industrielle de la région et à augmenter les occasions d'emploi au sein de l'industrie pétrolière de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Les exploitants sont tenus d'effectuer des dépenses annuelles de 0,20 $ par hectare pour des activités de R-D/É-F. Ces dépenses ont cependant diminué au cours des années précédentes en raison de la rétrocession et de l'expiration de certains titres. En 1988, l'industrie a rempli son obligation financière en affectant un total de 95 000 $ à la R-D/É-F. Les programmes de formation organisés par l'industrie comprennent la formation en matière de sécurité, de maîtrise des incendies, de survie en mer et de contrôle des puits. Les programmes de recherche ont porté sur la collecte et l'interprétation de données océanographiques et des études liées à la recherche faite par les universités.

Trépan utilisé au cours d'un programme de forage extracôtier.

Matériel d'urgence et formation en matière de sécurité

L'expérience acquise au cours d'urgences dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse et ailleurs dans le monde permet de mettre au point du matériel d'urgence et d'améliorer les programmes de formation en matière de sécurité. Aujourd'hui, les gouvernements fédéral et provincial travaillent plus étroitement avec l'industrie pétrolière et gazière et partagent leurs expériences afin d'augmenter la sécurité des personnes qui travaillent en mer. Pour l'Office, son engagement vis-à-vis la sécurité constitue une priorité et il encourage fortement les initiatives prises pour améliorer la technologie, la formation, la recherche et la réglementation en matière de sécurité. Voici quelques exemples des mesures prises cette année.

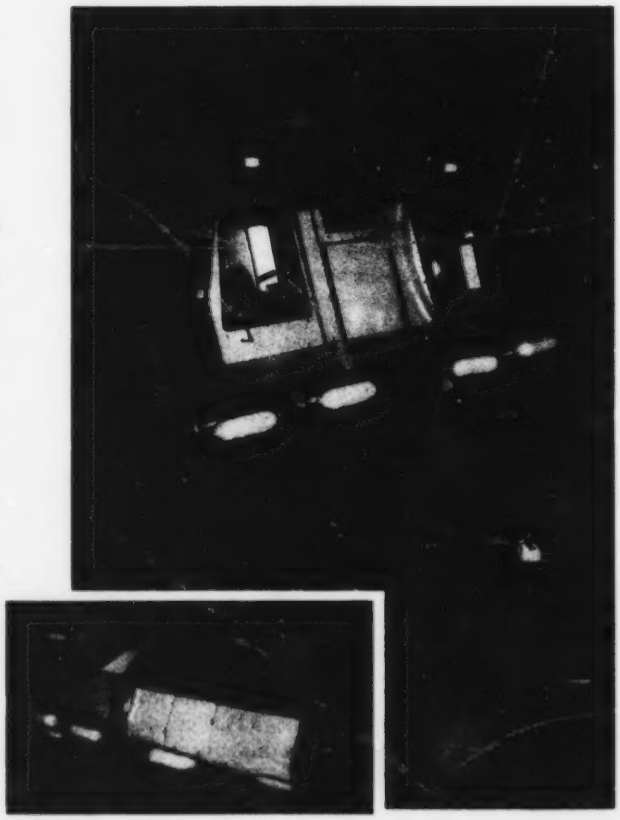
Travaux nécessitant des hélicoptères

En 1988, la société *Survival Systems Limited* de Dartmouth, en Nouvelle-Écosse, a entrepris l'étude de différents aspects des travaux nécessitant des hélicoptères dans le cadre d'activités pétrolières et gazières extracôtières. L'étude consistait en une revue des procédures opérationnelles actuelles et des exigences en matière de réglementation et en l'élaboration de recommandations visant à améliorer la sécurité en hélicoptère. L'étude a été financée à même le programme fédéral de recherche et de développement énergétiques (PRDE). Le rapport final devrait être terminé en avril 1989.

L'évacuation d'urgence d'un hélicoptère tombé en mer est l'objet d'un autre projet financé à même le PRDE. La société *Survival Systems* étudie les différents facteurs qui réduisent la désorientation et facilite l'évacuation d'un hélicoptère ayant fait naufrage. La société doit se pencher sur des facteurs tels la proximité des passagers des sorties, les points de repère physiques situés le long d'un tracé d'évacuation, les mécanismes d'évacuation sur les portes et les fenêtres et les dispositifs conçus pour améliorer la vision. Un appareil de simulation modulaire Egress est utilisé pour la formation en matière d'évacuation qui permet de recréer de façon réaliste mais sécuritaire le milieu voulu.

Exercice sur le terrain

Mobil a effectué un exercice de simulation d'une urgence avant d'entamer le puits South Sable B-44. L'exercice, qui a été planifié et coordonné par la société *Cord Group Limited*, s'inspirait d'un scénario de collision entre une plate-forme de forage et un navire marchand. L'exercice comprenait des opérations de recherche et de sauvetage et faisait appel à trois hélicoptères de R&S, un appareil de R&S Aurora, deux hélicoptères appartenant à Mobil et deux navires de soutien. Le système *Central Flight Following* ainsi que les installations d'urgence situées sur l'île de Sable, qui ont été réactivés en vue du programme de forage de Mobil, ont été utilisés au cours de l'exercice et ont permis de confirmer l'efficacité des systèmes de communication.



L'appareil de simulation modulaire Egress de la société Survival Systems.

Normes relatives aux combinaisons de survie

Un comité mixte du gouvernement et de l'industrie qui travaille de concert avec l'Office des normes générales du Canada a élaboré des normes relatives à trois différentes combinaisons de survie. La norme sur les combinaisons pour passagers d'hélicoptères a été publiée en janvier 1988. Les exploitants pétroliers et gaziers devaient s'y conformer au plus tard en juillet 1988. La norme sur les combinaisons flottantes étanches en cas de naufrage et la norme sur les survêtements protecteurs pour travail en mer ont été mises au point en 1988 et seront publiées en 1989.

Le mannequin de la société CORD Group utilisé pour déterminer les propriétés thermales des combinaisons de survie.

Perspectives de prospection

Pour la première fois depuis plus de vingt-huit ans, des terres situées dans les parties les plus prometteuses de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse peuvent être désignées aux fins de la prospection pétrolière et gazière. Les travaux de forage entrepris jusqu'à maintenant confirme que la région de l'île de Sable renferme la grande part des réserves de pétrole et de gaz naturel prouvées. À cause de l'expiration et de la rétrocession récente d'un certain nombre d'accords d'exploration, plusieurs zones prometteuses non encore forées pourront maintenant être incluses dans de futures ventes de concessions.

L'Office a fixé au 2 mars 1988 et au 30 décembre 1988 les dates limites pour que l'industrie désigne les terres qu'elle voudrait voir incluses dans un futur appel d'offres. Pour encourager l'industrie à soumettre ses propositions, l'Office a préparé une trousse d'information et l'a distribuée à 95 entreprises au Canada et à 78 entreprises à l'étranger. La trousse contient un ensemble de cartes, de documents et de feuillets qui fournissent des renseignements quant à la nature des ressources en hydrocarbures situées au large de la Nouvelle-Écosse et aux éléments clés de la gestion de ces ressources.

Pour que ces renseignements soient disponibles sous une forme plus pratique, l'Office a demandé à l'APGTC et au ministère des Mines et de l'Énergie néo-écossais de préparer un document complet pour remplacer la trousse d'information. La publication renfermera un aperçu historique de la prospection au large de la Nouvelle-Écosse, l'énoncé des caractéristiques géologiques et géophysiques du bassin néo-écossais, un compte rendu des ressources prouvées et potentielles du bassin, un aperçu des perspectives de prospection éventuelles, un résumé des perspectives de mises en valeur et des marchés intéressés et un examen du régime de gestion des ressources.

La préparation de la publication était en cours en fin d'année. L'Office estime que le document sera terminé en avril 1989, pour être distribué avant la date limite de la prochaine demande d'inclusion de terres dans un appel d'offres 30 juin 1989.

Perspectives de mise en valeur

Le faible cours du pétrole retarde toujours d'éventuels projets de mise en valeur pétrolière au large de la Nouvelle-Écosse. Cependant, en 1988 on a préparé le terrain en vue de la production pétrolière et gazière commerciale dès que les conditions s'amélioreront. Voici le résumé des événements qui ont marqué la mise en valeur pétrolière sur la plate-forme néo-écossaise au cours de la dernière année.

Mise en valeur gazière

Comme il a déjà été mentionné, les résultats au puits de prospection South Sable B-44 n'ont pas été aussi prometteurs que prévu pour ce qui touche la découverte de réserves additionnelles au projet gazéifère Venture. Cependant, les résultats ne modifient pas les ressources en hydrocarbures qu'on estime être présentes dans les champs Venture, South Venture et Thebaud.

Environ 75% des réserves de gaz naturel (prouvées et probables) découvertes jusqu'à maintenant au large de la Nouvelle-Écosse se situent dans un rayon de 40 km de l'île de Sable. Le fait que les réserves de gaz soient concentrées dans une si petite zone devrait faciliter les travaux de mise en valeur. Mobil et Shell, les principaux titulaires de découvertes importantes de gaz dans cette région, ont eu des discussions préliminaires concernant la mise en valeur conjointe de ces ressources de gaz naturel.

Mise en valeur des petits gisements pétrolifères

Différentes compagnies ont continué d'étudier les caractéristiques de réservoir, les options en matière de complétion et les possibilités en ce qui concerne les installations de production pour les champs pétrolifères Cohasset et Panuke. Ces études montrent qu'avec un prix du pétrole moyen mais stable comme celui requis pour d'autres projets extracôtiers, ces petits gisements pétrolifères pourront être amenés à production en moins de deux ans selon les techniques de mise en valeur conventionnelles.

L'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore

Annexe 1

Membres

M.E. Taschereau (Président)
Administrateur
Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada

G.R.M. Anderson
Sous-ministre adjoint
Secteur de l'énergie
Énergie, Mines et Ressources Canada

A.G. Batcup
Directeur, Ressources énergétiques
Ministère des Mines et de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse

G.R. Campbell
Directeur général
Direction de l'évaluation des ressources
Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada

D.T. Tobin
Sous-ministre
Conseil de gestion
Gouvernement de la Nouvelle-Écosse

D.R. Whelan (secrétaire)
Directeur général
Analyse et coordination des politiques
Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada

G.R. Yungblut (conseiller)
Directeur général
Direction du génie
Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada

Membres suppléants

J. Clarke
Sous-ministre
Ministère de l'Enseignement professionnel et de la Formation de la Nouvelle-Écosse

J. W. Gallagher
Directeur général
Direction de la gestion des droits
Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada

Vacant Gouvernement du Canada

Vacant Gouvernement de la Nouvelle-Écosse

Adresse :

L'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore
2000, rue Barrington
Pièce 102, Tour Cogswell
Halifax (Nouvelle-Écosse)
B3J 3K1

Téléphone : (902) 426-8570

Télex : 019-23632

Télécopieur : (902) 426-5253

Accords d'exploration
au 31 décembre 1988

Annexe 2

Exploitant	N° de l'AE	Emplacement	Exigences			
			Superficie	Durée	Date d'échéance	Loyer* ou programme de travail
Shell	120	Plate-forme néo-écossaise	5 202	-	Indéfinie, PDI	
	121	Plate-forme néo-écossaise	5 595	-	Indéfinie, PDI	
	276	Plate-forme néo-écossaise	10 444	-	Indéfinie, PDI	
	277	Plate-forme néo-écossaise	8 593	-	Indéfinie, PDI	
	298	Plate-forme néo-écossaise	1 472	3	04 nov. 89	Loyer + 1 puits avant le 04 nov. 88
			4 440	-	Indéfinie, PDI	
	299	Plate-forme néo-écossaise	92 166	3	04 nov. 89	Loyer + 1 puits avant le 04 nov. 88
Mobil	254	Venture	10 388	-	Indéfinie, PDI	
	255	Île de Sable	38 218	-	Indéfinie, PDI	
	283	Île de Sable	3 348	-	26 mars 89, PDI en suspend	
			3 710	-	Indéfinie, PDI	
Petro-Canada	259	Banquereau	4 810	-	Indéfinie, PDI	
	300	Plate-forme néo-écossaise	9 305	6	03 nov. 92	Loyer + 1 puits avant le 03 nov. 89
Husky/ Bow Valley	269	Chebucto ouest	746	-	Indéfinie, PDI	
	286	Chebucto	4 103	-	Indéfinie, PDI	
Canterra	350	Au sud de l'île de Sable	36 211	3	01 mai 91	Loyers les 2e et 3e années
Bow Valley	235	Banc Georges	38 760	8	23 nov. 90	Modalités à négocier

Total des terres visées par des AE - 277 511 hectares

*Loyers : 1re année - néant
2e année - 5 $ /ha
3e année - 10 $/ha

Bilan statistique sommaire des faits saillants
Annexe 3

Année	1984	1985	1986	1987	1988
Accords d'exploration (AE) conclus	3	9	8	0	1
Programmes géophysiques[1] exécutés	17	14	2	4	1
Kilomètres de sondages sismiques	21 587	26 814	613	195	101
Autorisations de forage délivrées	11	10	6	3	1
Puits commencés	14	10	6	3	1
Puits terminés[2]	13	14	8	3	1
Mètres forés	71 046	47 064	29 744	9 583	5 208
Installations de forage utilisées	10	8	5	2	1
Dépenses engagées par les exploitants[3] (en millions de $)					
Études sismiques	23,2	29,2	0,9	0,2	0,2
Forage	594,7	452,0	176,8	35,3	31,5
Total	617,9	481,2	177,7	35,5	31,7
Ressources découvertes					
Gaz (milliards de m^3)	122,6	127,4	150,6	160,9	162,4
Pétrole et condensats (en millions de m^3)	16,7	20,0	22,1	22,9	22,9

Note : 1. En 1988, les programmes sismiques ont consisté en un levé du fond marin à un éventuel emplacement de forage sur l'AE n° 275 de Shell.
2. Les puits terminés en 1988 ne comprennent pas les derniers travaux d'abandon sur quatre puits suspendus.
3. Les dépenses engagées pour des travaux de forage en 1988 comprennent les montants dépensés pour les travaux d'abandon que Mobil a effectués sur quatre puits suspendus.

Découvertes au large de la Nouvelle-Écosse
Annexe 4

Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Début et fin des travaux	État/ Résultats	Profondeur totale (en mètres)
Shell Onondaga E-84	43° 43' 16" N 60° 13' 17" O	Sedneth I	01-09-69 11-11-69	B & A Gaz	3 988
Mobil-Tetco Sable Island E-48	43° 57' 20" N 60° 07' 24" O	Peter Bawden Installation n°14	28-05-71 15-10-71	B & A Gaz, pétrole & condensats	3 603
Shell Primrose N-50	43° 59' 48" N 59° 06' 52" O	Sedco H	14-03-72 21-04-72	B & A Gaz, pétrole & condensats	1 714
Mobil-Tetco Thebaud P-84	43° 53' 60" N 60° 12' 19" O	Sedco H	08-07-72 13-10-72	B & A Gaz & condensats	4 115
Mobil-Tetco Cohasset D-42	43° 51' 07" N 60° 37' 14" O	Sedco J	27-04-73 16-07-73	B & A* pétrole	4 427
Mobil-Tetco-Texaco Citnalta I-59	44° 08' 43" N 59° 37' 32" O	Sedco J	04-02-74 29-04-74	B & A* Gaz & condensats	4 575
Texaco-Shell Intrepid L-80	43° 49' 36" N 59° 56' 44" O	Sedco J	18-05-74 15-08-74	B & A Gaz & condensats	4 162
Mobil Tetco Pex Venture D-23	44° 02' 15" N 59° 34' 25" O	Gulftide	28-11-78 16-06-79	B & S Gaz & condensats	4 945
Petro-Canada et al Banquereau C-21	44° 01' 08" N 58° 34' 00" O	Bow Drill I	02-12-81 01-08-82	B & A Gaz & condensats	4 991
Mobil-Texaco Pex Olympia A-12	44° 01' 03" N 59° 46' 44" O	Zapata Scotian	23-04-82 10-01-83	B & A* Gaz & condensats	6 064
Mobil-Texaco Pex South Venture O-59	43° 58' 53" N 59° 38' 08" O	Rowan Juneau	29-04-82 03-01-83	B & S Gaz & condensats	6 176
Mobil et al Arcadia J-16	44° 05' 44" N 59° 31' 58" O	Zapata Scotian	27-01-83 19-07-83	B & A* Gaz & condensats	6 005
Shell Petro-Canada et al Glenelg J-48	43° 37' 39" N 60° 06' 25" O	Sedco 709	22-02-83 07-11-83	B & A Gaz & condensats	5 253
Shell Petro-Canada et al Uniacke G-72	44° 11' 29" N 59° 41' 10" O	Vinland	09-05-83 04-04-84	B & A Gaz & condensats	5 735
Shell PCI et al Alma F-67	43° 36' 18" N 60° 39' 57" O	Sedco 709	02-12-83 05-07-84	B & A Gaz & condensats	5 054
Husky/Bow Valley et al Chebucto K-90	43° 39' 25" N 59° 42' 44" O	Bow Drill II	06-01-84 03-08-84	B & A Gaz & condensats	5 234
Mobil et al West Venture N-91	44° 00' 46" N 59° 44' 27" O	Zapata Scotian	19-04-84 04-08-85	B & A Gaz & condensats	5 547
Mobil et al West Venture C-62	44° 01' 03" N 59° 40' 01" O	Rowan Juneau	19-05-84 14-03-85	B & A Gaz & condensats	5 522
Mobil et al West Olympia O-51	44° 00' 48" N 59° 53' 04" O	Rowan Gorilla I	23-06-85 09-11-85	B & A Gaz & condensats	4 816
Shell PCI et al North Triumph G-43	43° 42' 19" N 59° 51' 23" O	Sedco 709	26-09-85 31-01-86	B & A Gaz & condensats	4 504
Shell PCI et al Panuke B-90	43° 49' 12" N 60° 42' 35" O	Vinland	06-08-86 23-09-86	B & A Pétrole	3 425
Mobil et al South Sable B-44	43° 53' 06" N 59° 51' 41" O	Rowan Gorilla I	27-03-88 08-07-88	B & A Gaz & condensats	5 208

* Auparavant suspendu. Voir les détails à l'annexe 5.

Puits actifs en 1988

Annexe 5

N° de l'AE	Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Début et fin ou reprise des travaux	État/ Résultants	Profondeur totale (en mètres)
NOUVEAUX PUITS						
283	Mobil et al South Sable B-44	43° 53' 06" N 59° 51' 41" O	Rowan Gorilla I	27-03-88 08-07-88	B & A Gaz & condensats	5 208
ANCIENS PUITS						
En 1988, Mobil a terminé les derniers travaux d'abandon sur quatre puits extracôtiers suspendus.						
255	Mobil Tetco Cohasset D-42	43° 51' 07" N 60° 37' 14" O	Rowan Gorilla I	11-08-88 19-08-88	B & A Pétrole	4 427
255	Mobil Tetco Texaco Citnalta I-59	44° 08' 43" N 59° 37' 32" O	Rowan Gorilla I	20-08-88 24-08-88	B & A Gaz & condensats	4 575
255	Mobil et al Arcadia J-16	45° 04' 44" N 59° 31' 58" O	*	25-08-88 26-08-88	B & A Gaz & condensats	6 005
255	Mobil Texaco Pex Olympia A-12	44° 01' 03" N 59° 46' 44" O	*	29-08-88 30-08-88	B & A Gaz & condensats	6 064

* NOTE: Les deux dernières opérations d'abandon ont été effectuées par des plongeurs au moyen du navire de soutien, le n.m. Sable Sea.

B & A – Bouché et abandonné

Fonds pour l'étude de l'environnement

Publications de 1988 s'appliquant à la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse.

Annexe 6

Numéro	Titre	Auteur
073	Evaluation of Wave Forecasting Models and Forecast Wind Fields in the Canadian Context	Seaconsult Marine Research
083	Mircobial Degradation of Hydrocarbon Mixtures in a Marine Sediment Under Different Temperature Regimes	Nova Scotia Research Foundation Corp.
086	Prototype, Mesoscale Simulator for the Study of Oil Weathering Under Severe Conditions	Institut National de la Recherche Scientifique
087	Planning for Large-Scale Construction Projects: A Socio-Economic Guide for Communities, Industry and Government	Community Resource Services (1984) Ltd.
095	Evaluation of Hovercraft for Dispersant Application	D.F. Dickins Associates Ltd.